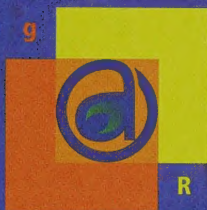


# alma

OIL & GAS LTD.

1 9 9 6

e m e r g i n g



R a p p o r t A n n u e l

A n n u a l R e p o r t





ALMA OIL & GAS LTD. – A CANADIAN OIL AND GAS EXPLORATION  
AND PRODUCTION COMPANY

*Alma Oil & Gas Ltd. builds long-term shareholder value through acquisition and development of oil and natural gas assets, and through exploration and development of new oil and gas prospects. It operates principally in the Western Canadian Sedimentary Basin.*

#### Table of Contents

1	Message to the Shareholders
6	Land Ownership
16	Auditor's Report
17	Financial Statements
20	Notes to the Financial Statements

ALMA OIL & GAS LTD. – UNE COMPAGNIE CANADIENNE  
D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ

*Alma Oil & Gas Ltd. offre à ses actionnaires une valeur à long terme par l'acquisition et la mise en valeur d'actifs de pétrole et de gaz naturel et l'exploration et la mise en valeur de zones prometteuses de pétrole et de gaz. Elle exerce son activité en grande partie dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.*

#### Table des matières

1	Message aux actionnaires
6	Propriété foncière
16	Rapport des vérificateurs
17	États financiers
20	Notes afférentes aux états financiers

**1996** was a very busy year in the oil industry world wide. In Canada, a new record was set for the number of new oil and gas wells drilled. In addition, the Canadian oil industry set a record of \$10.1 billion in merger and acquisition activity. This activity level was the result of reasonable oil and natural gas prices, low interest rates, and a strong interest in oil and gas stocks from the equity market. Alma Oil & Gas Ltd. participated in this activity with a private equity issue in the second quarter of 1996 and an amalgamation with another junior oil and gas company, Callisto Resources Ltd., in the fourth quarter of 1996.

1997 is promising to be another great year for the Canadian oil industry. The oil and gas drilling companies are forecasting a record breaking year for the number of wells drilled and are expecting an increase of 19% above 1996 levels. Similarly, the merger and acquisition activity is continuing at a frenetic pace. Alma Oil & Gas Ltd. is expected to be part of both this drilling and acquisition activity.

### Corporate

In early 1996, Alma closed a private placement of Class A shares and Warrants with two large private companies, INDECK Energy Services, Inc. of Chicago and Enerco Management Inc. of Montreal. INDECK is one of the largest cogeneration power producers in the United States. A significant portion of their fuel gas comes from Western Canada and is exported to the North Eastern United States at Niagara Falls. Enerco manages the investments of a number of offshore investors, principally from South East Asia. The private placement injected \$977,560 of working capital into the company and made INDECK and Enerco the two largest shareholders of the company. This injection of cash alleviated a working capital deficiency and put Alma in a strong financial position.



**1996** fut une période de grande activité dans l'industrie du pétrole à travers le monde. Le nombre de nouveaux puits de pétrole et de gaz naturel forés au Canada a atteint un niveau record. De plus, les activités d'acquisitions et de fusions dans l'industrie pétrolière canadienne ont également atteint un niveau record avec 10,1 milliard de dollars. Ce niveau d'activité est attribuable au fait que le prix du pétrole et du gaz naturel s'est maintenu à un niveau raisonnable, aux faibles taux d'intérêt et au grand intérêt pour les titres de compagnies pétrolières et gazières se transigeant sur le marché des capitaux. Alma Oil & Gas Ltd. a participé à cette activité par une émission privée d'actions au cours du deuxième trimestre de 1996 ainsi que par une fusion avec une jeune compagnie pétrolière et gazière, Callisto Resources Ltd, au cours du quatrième trimestre de 1996.

1997 se promet d'être une autre très bonne année pour l'industrie pétrolière au Canada. Les sociétés d'exploration et de production de pétrole et de gaz naturel s'attendent à une année record quant au nombre de puits forés en prévoyant une augmentation de 19 % relativement aux niveaux atteints en 1996. De même, les activités d'acquisitions et de fusions se poursuivent à un rythme effréné. Alma Oil & Gas Ltd. prévoit participer autant aux activités de forage que celles d'acquisitions et de fusions.

### Société

Àu début de 1996, Alma a clôturé un placement privé d'actions de catégorie A et de bons de souscriptions avec deux grandes compagnies privées, INDECK Energy Services Inc., de Chicago et Enerco Gestion Inc. de Montréal. INDECK compte parmi les producteurs d'énergie de cogénération les plus importants aux États-Unis. Une partie considérable de leur gaz combustible vient de l'Ouest canadien et est exportée au nord-est des États-Unis, à Niagara Falls. Enerco gère les investissements d'un certain nombre d'investisseurs étrangers, principalement du sud-est de l'Asie. Ce placement privé a injecté 977 560 \$ au fond de roulement de la Société et a fait de INDECK et Enerco les deux actionnaires les plus importants de la Société. Cet injection de capitaux a permis d'atténuer le fond de roulement déficitaire et place Alma dans une position financière solide.



Alma initiated an acquisition strategy with its strong cash position. Many properties were reviewed and several offers were placed. At the same time, Alma was reviewing a number of possible merger candidates. One, Callisto Resources Ltd., became singularly attractive due to its focus on operated properties with high working interests and predominance in natural gas production. In addition, Callisto had a strong technical team which the Alma Board of Directors recognized and valued. Alma and Callisto agreed to, and affected, an amalgamation in the fourth quarter of 1996. The structure of the amalgamation was a share exchange with the Callisto shareholders. Alma's cash reserves were used to eliminate Callisto's bank debt.

Alma extended an offer at the end of 1996 for a private placement of flow through shares at \$1.04 per share. Alma's management participated in this offering.

As of December 31, 1996, the surviving entity of the amalgamation, Alma Oil & Gas Ltd., had 5,213,519 Class A and 1,576,800 Class B shares outstanding. Alma's management and Board of Directors control over 50% of the outstanding Class A shares.

The amalgamated company has also negotiated an operating line of credit of \$1 million and an additional line of credit for acquisition purposes of \$1 million. These funds will be used to further expand Alma.

### Operations

**T**he amalgamated company had production from three different areas during 1996. Oil production was obtained from the Weyburn area in Saskatchewan and the Zama area of Alberta. Natural gas was produced from the Fort Pitt field in Saskatchewan and as solution gas from the wells in Zama. Net annualized production for the amalgamated company was 83 barrels per day of oil and 2.016 million cubic feet per day of natural gas. Net production during December 1996 was 80 barrels per day of oil and 1.462 million cubic feet per day of natural gas.

Alma a amorcé une stratégie d'acquisition avec sa solide situation de trésorerie. Bon nombre de propriétés ont été examinées et plusieurs offres ont été présentées. En même temps, Alma étudiait un certain nombre de possibilités en vue d'une éventuelle fusion. L'une d'entre elles, impliquant Callisto Resources Ltd., s'avéra particulièrement intéressante en raison du fait que Callisto concentrait son attention sur des propriétés en exploitation ayant un intérêt économique direct élevé et une prédominance dans l'industrie du gaz naturel. Également, le Conseil d'administration de Alma a reconnu que Callisto possédait une forte équipe technique constituant ainsi un attrait supplémentaire. Alma et Callisto ont consentis à opérer la fusion de leurs activités au cours du quatrième trimestre de 1996. La fusion s'est effectuée au moyen d'un échange d'actions avec les actionnaires de Callisto. Les surplus de liquidités de Alma ont alors servi à éliminer la dette bancaire de Callisto.

À la fin de 1996, Alma a fait une offre d'actions accréditives à 1,04 \$ par action à des souscripteurs privés potentiels. La direction de Alma a souscrit à certaines de ces actions.

Au 31 décembre 1996, l'entité englobante, soit Alma Oil & Gas Ltd., avait 5 213 519 actions de catégorie A et 1 576 800 actions de catégorie B en circulation. La direction et le Conseil d'administration de Alma possèdent plus de 50 % des actions en circulation de la catégorie A.

La société résultant de la fusion a également négocié une marge de crédit d'exploitation de 1 million de dollars et une marge de crédit supplémentaire à des fins d'acquisitions de 1 million de dollars. Ces fonds serviront à élargir l'expansion de Alma.

### Opérations

**L**a société résultant de la fusion a tiré sa production de trois régions différentes au cours de 1996. La production de pétrole a été obtenue de la région de Weyburn (Saskatchewan) et de la région de Zama (Alberta). Le gaz naturel produit provenait pour sa part du gisement de Fort Pitt (Saskatchewan) et des gaz dissouts en provenance des puits de la région de Zama. La production nette annualisée de la

The drilling operations of the amalgamated company during 1996 were in the Zama, Long Coulee, and Greencourt areas of Alberta. These are distributed in the north, south and central areas of Alberta respectively. The Zama activities were associated with Gulf Canada Resources Limited through Alma Oil & Gas Ltd. The Long Coulee and Greencourt activities were operated by Callisto Resources Ltd.

In late January 1996 our operating partner, Kuma Resources Ltd., sold most of its assets to Gulf Canada Resources Limited. Subsequently, Alma participated in one workover and two drilling operations with Gulf in the first quarter of 1996. The drilling resulted in two oil wells.

Callisto Resources Ltd. drilled a well in Long Coulee in the first quarter of 1996. During the well's completion, the well was swab tested at more than 100 barrels of fluid per day with oil-cuts as high as 85%. The well was not completed for production during 1996. The well was scheduled to start a production test in early 1997.

Lastly, Alma Oil & Gas Ltd. farmed in on Callisto's interest at Greencourt by participating in a well in November 1996. The well was a step-out from a well which drill-stem tested over 1 million cubic feet per day. Unfortunately, the target zone in the well was wet and the well was abandoned. Information from the well will be used to enhance the geological and geophysical database for the area. Further exploration in this multizone area is ongoing.

société résultant de la fusion s'est chiffrée à 83 barils de pétrole par jour et à 2,016 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. La production nette au cours de décembre 1996 s'est chiffrée à 80 barils de pétrole par jour et à 1,462 million de pieds cubes par jour.

Au cours de 1996, les travaux de forage de la Société ont été exécutés dans les régions de Zama, de Long Coulee et de Greencourt en Alberta. Ces régions se retrouvent respectivement dans le nord, le sud et le centre de la province de l'Alberta. Les travaux à Zama ont été exécutés en association avec Gulf Canada Resources Limited par l'entremise de Alma Oil & Gas Ltd. Ceux de Long Coulee et de Greencourt ont été gérés par Callisto Resources Ltd.

À la fin de janvier 1996, notre partenaire opérationnel, Kuma Resources Ltd., a vendu la plus grande partie de ses actifs à Gulf Canada Resources Limited. Subséquentement, Alma a pris part avec Gulf à une remise en production et à deux activités de forage au cours du premier trimestre de 1996. De ce forage a résulté deux puits de pétrole.

Callisto Resources Ltd. a foré un puits à Long Coulee pendant le premier trimestre de 1996. Durant l'achèvement du puits, ce dernier a été testé au piston à plus de 100 barils de liquide par jour avec une teneur en pétrole aussi élevée que 85 %. Ce puits n'a pas été complété pour la mise en production en 1996. Toutefois, des tests de production sont prévus pour le début de 1997.

Finalement, Alma Oil & Gas Ltd. a acquis par amodiation un intérêt dans un puits à Greencourt appartenant à Callisto en novembre 1996. Ce puits était un puits d'extension d'un puits qui avait été testé à plus de 1 million de pieds cubes par jour. Malheureusement, la zone cible du puits était mouillée et le puits fut abandonné. L'information tirée de travaux relatifs à ce puits servira à améliorer la base de données géologiques et géophysiques de la région. Des travaux d'exploration supplémentaires sont en cours dans cette région multizone.



## Financial

The financial statements which follow reflect a strategy of maximizing losses in Callisto Resources Ltd. to create a loss carry-forward which can be used to offset the future profit earned by the amalgamated company. Previously, Alma had minimal tax pools since it was created principally with flow-through shares; whereas Callisto had approximately \$1.4 million in tax pools and loss carry-forwards. With the structure of the amalgamation, the tax pools are approximately 50% streamed to the Callisto properties and 50% to the general corporation.

The balance sheet reflects the amalgamation of Alma and Callisto; however, the operating statements do not. The following discussion reflects the operating results of Alma prior to the amalgamation at year end.

Revenues from oil and natural gas sales increased approximately 150% from 1995 to \$722,202 in 1996. Operating Income increased over 190% from 1995 to \$478,568 in 1996. Cash Flow from Operations increased approximately 260% from 1995 to \$159,750. Expenses increased 123% from 1995 to \$728,208 in 1996 and created a loss for 1996. The most significant expense was depletion and depreciation costs of \$409,390. General and administrative expenses increased 165% from 1995 to \$318,818 in 1996. Much of the General and Administrative expenses were third party legal, land, engineering, and accounting costs associated with the property acquisition bids, private equity placements, and the amalgamation.

## The Future

**1997** is expected to be an even better year for Alma Oil & Gas Ltd.

Alma has hit one goal and has diversified to become both an oil and natural gas producer. Now, although both oil and natural gas prices have increased over 1995 levels and appear to be more stable than even 1996 prices, Alma is in a good position to profit from a price increase in either commodity.

## Finances

Les états financiers qui suivent reflètent une stratégie visant à maximiser les pertes de Callisto Resources Ltd. dans le but de créer des pertes pouvant être reportées prospectivement contre les profits futurs de la société résultant de la fusion. Auparavant, Alma disposait d'un minimum de comptes fiscaux car elle avait été créée majoritairement par l'émission d'actions accréditives; tandis que Callisto possédait environ 1,4 million de dollars dans ses comptes fiscaux. Avec la structure retenue pour opérer la fusion, les comptes fiscaux sont répartis approximativement à 50 % aux propriétés de Callisto et 50 % à la société globale.

Le bilan reflète la fusion de Alma et de Callisto; cependant, l'état des résultats ne le fait pas. La discussion qui suit reflète les résultats de Alma précédant la fusion, cette dernière ayant eu lieu à la fin de l'exercice.

Les revenus totaux des ventes de pétrole et de gaz naturel ont augmenté d'environ 150 % par rapport à 1995 en passant à 722 202 \$ en 1996. Le bénéfice d'exploitation a connu une hausse de plus de 190 % par rapport à 1995 et a totalisé 478 568 \$ en 1996. Les fonds tirés de l'exploitation ont augmenté d'environ 260 % par rapport à 1995 et ont atteint 159 750 \$. Les charges ont augmenté de 123 % par rapport à 1995 pour totaliser 728 208 \$ en 1996, créant ainsi une perte pour l'exercice terminée le 31 décembre 1996. La charge la plus importante correspond aux frais d'épuisement et d'amortissement de 409 390 \$. Les frais généraux et d'administration ont augmenté de 165 % par rapport à 1995 et ont totalisé 318 818 \$ en 1996. La plus grande partie des frais généraux et d'administration correspond à des frais juridiques versés à des tiers, de terrains, d'ingénierie et de comptabilité relatifs aux offres d'acquisition de propriétés, à l'émission de placements privés d'actions et à la fusion.

## L'avenir

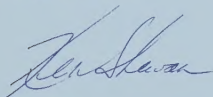
**1997** devrait être une année encore meilleure pour Alma Oil & Gas Ltd. Alma a atteint son but en diversifiant ses activités de façon à devenir autant un producteur de gaz naturel que de pétrole. Présentement, bien que les prix du pétrole et du gaz naturel aient augmenté par rapport à ceux de 1995 et semblent plus fermes que

Furthermore, Alma has short-term low-investment capital projects which are anticipated to increase production and cash flow in the second and third quarters of 1997. As well, Alma is initiating internally developed ideas with which to obtain a competitive advantage in the exploration, acquisition, and development of new oil and gas reserves.

Lastly, Alma is enjoying increased recognition in the Canadian Financial sector. Alma will be listed on the Montreal Stock Exchange early in 1997. In addition, Alma has had some preliminary discussions regarding a public equity issue that will transpire later in 1997. It is Alma's goal to increase our public float with the issuance of new shares at a value well above the current trading price and increase our trading volume by the end of 1997.

I am very optimistic regarding Alma's future. Alma has set a moderate goal of doubling our 1996 year end production rate by the end of 1997. If all of Alma's plans are successful, the management is anticipating results significantly better. Alma's 1997 budget has the opportunity to advance our company rapidly. Our corporate bankers, Board of Directors, and management all feel that Alma has the potential for both short term and long term growth. As a result, Alma will continue to grow and increase our shareholder value.

Respectfully yours,



Ken Shewan, PEng.  
President



ceux de 1996, Alma est dans une bonne position pour profiter d'une hausse des prix de l'un ou de l'autre de ces deux produits.

De plus, Alma a des projets à court terme à faible investissement en capital qui devraient augmenter la production de même que les flux de trésorerie au cours des deuxième et troisième trimestres de 1997. Également, Alma entreprend la réalisation de nouvelles idées développées à l'interne qui devraient lui procurer un avantage concurrentiel dans les domaines de l'exploration, de l'acquisition, et de la mise en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières.

En terminant, Alma jouit maintenant d'une meilleure reconnaissance dans le secteur financier canadien. Alma sera cotée à la Bourse de Montréal au début de 1997. De plus, Alma a tenu des discussions préliminaires en égard à un éventuel appel public à l'épargne qui pourrait avoir lieu plus tard au cours de la prochaine année. Alma vise à augmenter sa quantité d'actions en circulation sur le marché public des capitaux par le biais d'une émission de nouvelles actions à une valeur bien au-dessus du prix courant du marché et à augmenter le volume de transactions sur ses titres d'ici la fin de 1997.

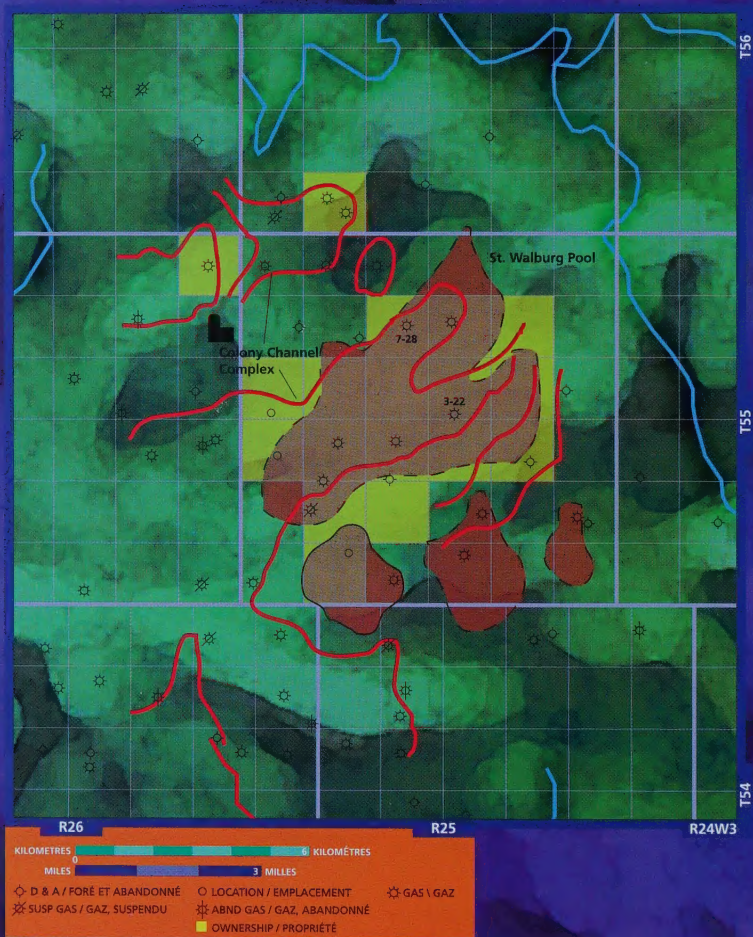
Je suis très optimiste quant à l'avenir de Alma. Alma s'est fixé l'objectif réaliste de doubler son taux de production atteint à la fin de 1996, d'ici la fin de 1997. Si tous les projets de Alma s'avèrent un succès, la direction anticipe des résultats considérablement meilleurs. Le budget de 1997 de Alma devrait lui permettre de progresser rapidement. Les banquiers de la Société, le Conseil d'administration et la direction croient tous que Alma a le potentiel de croître tant à court terme qu'à long terme. En conséquence, Alma continuera de prendre de l'expansion et d'augmenter la valeur pour ses actionnaires.

Sincèrement vôtre,  
le président,



Ken Shewan, ing. p.







**F**ort Pitt is the primary gas producing area for the Company. With a 100 percent working interest in 18 sections of land, (11,520 net acres) and over 70 miles of seismic data, development of the Cretaceous Colony and St. Walburg pools will be managed to ensure optimum recovery of all gas reserves.

During the past two years, production was increased from 700 thousand cubic feet per day to a maximum of 2500 thousand cubic feet per day (Mcf/d). The Company intends to maintain production from the property between 2000 and 3000 Mcf/d.

Additional locations have been confirmed by seismic. One dual completion gas well was drilled at 7-28-55-25W3, mechanical problems were repaired at the 3-22-55-25W3 well, and a shut-in well at 11-27-55-25W3 was placed back on production in the first quarter of 1997. Increases in production from this activity is expected to add upwards of 1100 Mcf/d net to the company, restoring production levels to greater than 2000 Mcf/d.

Current netbacks are expected to increase significantly over the 1996/97 and 1997/98 winter heating seasons. Additional locations may be drilled towards the end of 1997 in anticipation of improving gas prices for the 1997/98 heating season.

**F**ort Pitt est la principale région de production de gaz pour la Société. Avec un intérêt économique direct de 100 % dans 18 portions de terres (11 520 acres) et plus de 70 milles de données sismiques, la mise en valeur des gisements Cretaceous Colony et St. Walburg sera gérée de manière à assurer un rendement optimal de toutes les réserves de gaz.

Au cours des deux dernières années, la production est passée de 700 milliers de pieds cubes par jour à un maximum de 2 500 milliers de pieds cubes par jour. La Société a l'intention de maintenir la production de la propriété entre 2 000 et 3 000 milliers de pieds cubes par jour.

D'autres emplacements ont été confirmés par l'exploration sismique. Un puits de gaz de double complétion a été foré à 7-28-55-25W3, des difficultés mécaniques ont été réparées au puits 3-22-55-25W3, et un puits hors service à 11-27-55-25W3 a été remis en production au cours du premier trimestre de 1997. Les augmentations de productions générées par cette activité devraient être de l'ordre de plus de 1100 milliers de pieds cubes par jour pour ainsi ramener les niveaux de production à plus de 2 000 milliers de pieds cubes par jour.

Les revenus nets actuels devraient augmenter considérablement au cours des prochaines saisons de chauffage, soit les hivers 1996-97 et 1997-98. D'autres emplacements pourraient faire l'objet de forages vers la fin de 1997 suite à une amélioration des prix du gaz pour la saison de chauffage 1997-98 comme la direction l'anticipe.





**G**reencourt represents an exciting new area for the company. The area has multizone potential for both oil and gas, with an abundance of available crown land in close proximity to under-utilized gas processing facilities.

Potential gas targets in the area include the Lower Cretaceous Viking sands, Glauconite sands, and Ostracod sands. With oil recoveries in the Mississippian Clarkes member carbonates, this area has considerable potential for continued exploration and development of oil and gas reserves. The Greencourt East pool, approximately five miles to the southwest of the Company's lands, has produced over 17 Bcf of gas from three different zones.

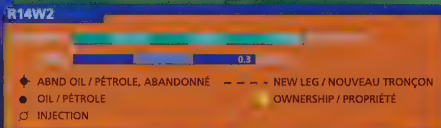
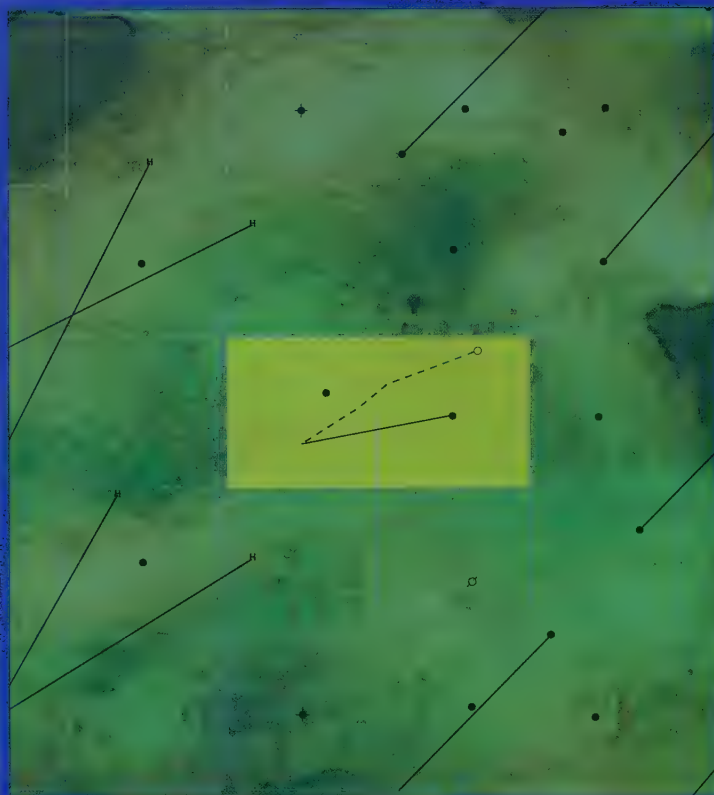
By drilling a well in October 1996, the Company earned a 50 percent working interest before payout, and 30 percent after payout in 640 acres of land. Rights to an additional 640 acres were acquired in a Crown land sale July 1996. The Company will be drilling an exploratory well on the new lands, and acquiring additional seismic and lands in the area during 1997.

**G**reencourt représente une nouvelle région très intéressante pour la Société. Cette région possède un potentiel multizone autant pour le pétrole que pour le gaz, avec plusieurs terres de la Couronne disponibles, et ce, à proximité d'installations de traitement du gaz qui sont sous-utilisées.

Les cibles potentielles de gaz dans la région comprennent les sables Lower Cretaceous Viking, les sables Glauconite et les sables Ostracod. Avec les extractions de pétrole de la zone de Mississippian Clarkes, cette région offre un potentiel considérable pour la poursuite de l'exploration et de la mise en valeur des réserves pétrolières et gazières. Le gisement de Greencourt-Est, qui se trouve à environ cinq milles au sud-ouest des terres de la Société, a produit plus de 17 milliards de pieds cubes de gaz provenant de trois zones différentes.

En forant un puits en octobre 1996, la société a acquis un intérêt économique direct de 50 % avant remboursement et de 30 % après remboursement dans 640 acres de terrain. Des droits pour 640 acres additionnels ont été acquis au cours d'une vente de terres de la Couronne en juillet 1996. Au cours de 1997, la société exécutera le forage d'un puits d'exploration sur ces nouvelles terres, entreprendra de nouvelles études sismiques et fera l'acquisition d'autres terres dans la région.

# W E Y B U R N





**T**he Company has a 50 percent working interest before payout, and 25 percent after payout in one producing oil well. The Weyburn field produces from the Midale beds of the Mississippian Madison Group, and is one of the largest producing oil fields in Saskatchewan.

Under the terms of a participation agreement with Trego Resources Ltd., the Company participated in the drilling of a successful horizontal well in December 1995. Initial production rates were in excess of 180 barrels of oil per day (bopd). Current production is 60 bopd, 30 bopd net to Alma.

During the summer of 1997, the Company will be participating, (50 percent working interest), in the drilling of a second horizontal leg to produce additional reserves from the Midale beds. It is anticipated the work will add an additional 50 bopd net to the Company.

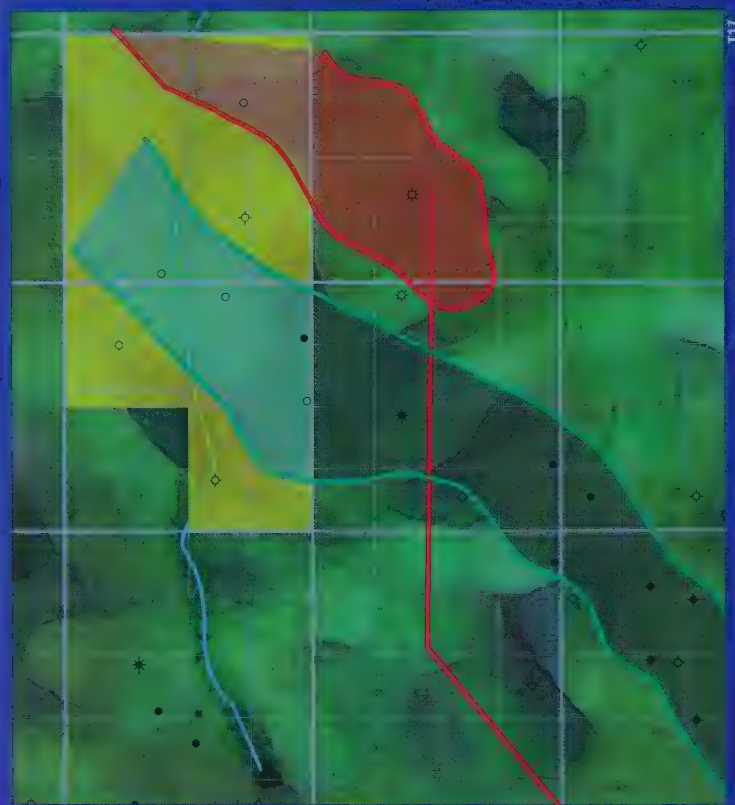
Oil prices have increased significantly in 1996, and continued strength is expected. Netbacks for all of Alma's oil properties have improved correspondingly.

**L**a société détient un intérêt économique direct avant remboursement de 50 % et de 25 % après remboursement dans un puits de pétrole en production. Le champ de Weyburn tire sa production à partir des gisements Midale du Mississippian Madison Group et compte parmi les champs les plus productifs de la Saskatchewan.

Selon les termes d'un accord de participation avec Trego Resources Ltd., la société a participé au forage, avec succès, d'un puits de pétrole horizontal en décembre 1995. Les premiers taux de production dépassaient 180 barils de pétrole par jour (bpj). La production actuelle est de 60 bpj et de 30 bpj nets pour Alma.

Au cours de l'été 1997, la société participera, par le biais d'un intérêt économique direct de 50 %, au forage d'un deuxième tronçon horizontal dans le but de produire des réserves supplémentaires en provenance des gisements Midale. Ces travaux devraient ajouter 50 bpj nets pour la Société.

Les prix du pétrole ont augmenté considérablement en 1996 et devraient rester fermes. Conséquemment, les revenus nets de toutes les propriétés pétrolières ont augmenté.



R22W4





**D**uring the first quarter of 1996, the Company drilled a well at 16-9-17-22W4M to test the Lower Cretaceous Glauconite zone for oil production. By drilling the well, the Company acquired a 56.67 percent working interest in 480 acres. Early in 1997, the Company bought out its joint venture partners and now owns 100 percent of the 16-9 well and lands. The Company acquired a 100 percent working interest in an additional 640 acres in the October 2, 1996 crown land sale.

Additional locations for both oil and natural gas production have been identified on Company lands.

At Long Coulee, plans include producing the existing well; and further land, seismic, and production acquisition. Drilling of a development well in 1997 and seismic will confirm further drilling opportunities for both oil and gas.

It is expected that the 16-9 well will produce 35 bopd (20 bopd net to the Company). Wells in the area are capable of recovering in excess of 140,000 barrels. The 16-9 well swabbed at greater than 100 barrels of fluid per day (bfpd) at up to an 85 percent oil-cut after completing. The Company has initiated a production test of the well late in the first quarter of 1997. The well is expected to produce up to 40 bopd.

**A**u cours du premier trimestre de 1996, la Société a foré un puits à 16-9-17-22W4M afin de tester la zone Lower Cretaceous Glauconite en vue de la production de pétrole. En forant le puits, la Société a acquis un intérêt économique direct de 56,67 % dans 480 acres. Au début de 1997, la Société a racheté les parts des autres coentrepreneurs et détient maintenant 100 % du puits 16-9 et des terres. La Société a acquis un intérêt économique direct de 100% dans 640 acres additionnels lors de la vente de terres de la Couronne ayant eu lieu le 2 octobre 1996.

D'autres emplacements de production de pétrole et de gaz ont été identifiés sur les terres de la Société.

À Long Coulee, les projets consistent en la mise en production du puits existant, à l'augmentation de la surface de terres détenues, à des études sismiques et à des acquisitions de biens servant à la production. Le forage d'un puits en développement en 1997 ainsi que des études sismiques confirmeront d'autres possibilités prometteuses de forage pour le pétrole et le gaz.

On prévoit que le puits 16-9 produira 35 barils de pétrole par jour (20 barils par jour nets pour la Société). Les puits de la région sont en mesure de récupérer plus de 140 000 barils. Le puits 16-9 a été testé au piston à plus de 100 barils de liquide par jour avec une teneur en pétrole allant jusqu'à 85 % après son achèvement. La Société a commencé un test de production du puits au cours du premier trimestre de 1997. Ce puits devrait produire jusqu'à 40 barils de pétrole par jour.



◇ D & A / FORÉ ET ABANDONNÉ  
 ✕ SUSP GAS / GAZ, SUSPENDU  
 ◆ ABND OIL / PÉTROLE, SUSPENDU  
 ● OIL / PÉTROLE

○ LOCATION / EMBLACEMENT  
 ✕ ABND SERVICE / SERVICE, ABANDONNÉ  
 ★ OIL AND GAS / PÉTROLE ET GAZ  
 ★ SUSP OIL & GAS / PÉTROLE ET GAZ SUSPENDU

★ GAS / GAZ  
 ✕ ABND GAS / GAZ, ABANDONNÉ  
 ★ SUSP OIL / PÉTROLE, ABANDONNÉ  
 ● INJECTION



The Company has working interests in five oil wells in the Zama area. Current production from the wells is approximately 50 barrels of oil per day net to Alma. Two wells were drilled on a 3-D seismic survey; the other three were recompletions of old existing wells. Stimulation of the 1-29-114-5W6 well, shut off of the water in the 8-29-114-5W6 well, and stimulation of an additional well at 4-2-115-6W6 will increase oil production from the area. The 9-33-114-6W6 well will require installation of an artificial lift to restore production.

The 3-D seismic in section 29 indicates that additional drilling locations may increase the productivity from the area. Further analysis of the production profiles incorporating the results from the stimulation and work-over programs may result in additional drilling.

La Société détient des intérêts économiques directs dans cinq puits de pétrole de la région de Zama. La production actuelle de ces puits s'élève à environ 50 barils de pétrole nets par jour pour Alma. Deux puits ont été forés lors d'une étude sismique tridimensionnelle; les trois autres étaient des remises en production de vieux puits existants. La stimulation du puits 1-29-114-5W6, l'arrêt de l'alimentation en eau au puits 8-29-114-5W6, et la stimulation d'un autre puits à 4-2-115-6W6 augmentera la production de pétrole provenant de la région. Le puits 9-33-114-6W6 exigera l'installation d'une ascension artificielle pour rétablir la production.

L'étude sismique tridimensionnelle de la section 29 indique que des emplacements de forage supplémentaires pourraient augmenter la production de la région. D'autres analyses des profils de production tenant compte des résultats de la stimulation des puits et des programmes de reconditionnement pourraient engendrer davantage de forages.

**To the Shareholders of  
Alma Oil & Gas Ltd.**

**W**e have audited the consolidated balance sheets of Alma Oil & Gas Ltd. as at December 31, 1996 and 1995 and the consolidated statements of operations and deficit and changes in financial position for the years then ended. These consolidated financial statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audits.

We conducted our audits in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Company as at December 31, 1996 and 1995 and the results of its operations and changes in its financial position for the years then ended in accordance with generally accepted accounting principles.

Calgary, Alberta  
February 28, 1997



Chartered Accountants

**Aux actionnaires de  
Alma Oil & Gas Ltd.**

**N**ous avons vérifié les bilans consolidés de Alma Oil & Gas Ltd. aux 31 décembre 1996 et 1995 ainsi que les états consolidés des résultats et déficit et de l'évolution de la situation financière consolidé de chacun des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la Société aux 31 décembre 1996 et 1995, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour les deux exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus.

Calgary (Alberta)  
Le 28 février 1997



Comptables agréés



# BALANCE SHEET

# BILAN

## Alma Oil & Gas Ltd. Consolidated Balance Sheet

DECEMBER 31	1996	1995
<b>Assets</b>		
Current		
Cash	\$ 662,165	\$ 377,689
Accounts receivable	655,369	20,257
Prepaid expenses	1,118	246
	<u>1,318,652</u>	<u>398,192</u>
Property and equipment (Note 5)	3,472,435	571,436
	<u>\$ 4,791,087</u>	<u>\$ 969,628</u>
<b>Liabilities</b>		
Current		
Bank indebtedness (Note 6)	\$ 625,000	\$ -
Accounts payable	966,005	45,888
	<u>1,591,005</u>	<u>45,888</u>
Provision for site restoration and abandonments (Note 7)	114,200	4,200
	<u>1,705,205</u>	<u>50,088</u>
<b>Shareholders' Equity</b>		
Capital stock (Note 8)	3,498,055	1,082,073
Deficit	(412,173)	(162,533)
	<u>3,085,882</u>	<u>919,540</u>
	<u>\$ 4,791,087</u>	<u>\$ 969,628</u>

On behalf of the Board

  
Director

  
Director

See accompanying notes to the financial statements

## Alma Oil & Gas Ltd. Bilan consolidé

DÉCEMBRE 31	1996	1995
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Encaisse	662 165 \$	377 689 \$
Débiteurs	655 369	20 257
Frais payés d'avance	1 118	246
	<u>1 318 652</u>	<u>398 192</u>
Propriété et équipement (note 5)	3 472 435	571 436
	<u>4 791 087 \$</u>	<u>969 628 \$</u>
<b>Passif</b>		
Passif à court terme		
Emprunt bancaire (note 6)	625 000 \$	- \$
Comptes fournisseurs	966 005	45 888
	<u>1 591 005</u>	<u>45 888</u>
Provision pour frais de restauration et d'abandon des lieux (note 7)	114 200	4 200
	<u>1 705 205</u>	<u>50 088</u>
<b>Avoir des actionnaires</b>		
Capital-actions (note 8)	3 498 055	1 082 073
Déficit	(412 173)	(162 533)
	<u>3 085 882</u>	<u>919 540</u>
	<u>4 791 087 \$</u>	<u>969 628 \$</u>

Pour le conseil,

  
Administrateur

  
Administrateur

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

## STATEMENT OF OPERATIONS AND DEFICIT

## ÉTAT DES RÉSULTATS ET DÉFICIT

Alma Oil & Gas Ltd.  
Consolidated Statement of  
Operations and Deficit

YEAR ENDED DECEMBER 31	1996	1995
<b>Revenue</b>		
Oil and gas sales	\$ 722,202	\$ 289,363
Royalties	(114,779)	(30,214)
Production expense	(146,951)	(112,303)
Net production revenue	460,472	146,846
Interest and other income	18,096	17,044
	<u>478,568</u>	<u>163,890</u>
<b>Expenses</b>		
General and administrative	318,818	120,042
Depletion and depreciation	409,390	206,381
	<u>728,208</u>	<u>326,423</u>
Net loss	(249,640)	(162,533)
Deficit, beginning of year	(162,533)	-
Deficit, end of year	<u>\$ (412,173)</u>	<u>\$ (162,533)</u>
<b>Loss per share</b>		
Basic	<u>\$ (0.09)</u>	<u>\$ (0.07)</u>

See accompanying notes to the financial statements

Alma Oil & Gas Ltd.  
État consolidé des  
résultats et déficit

EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE	1996	1995
<b>Produits</b>		
Ventes de pétrole et de gaz	722 202 \$	289 363 \$
Redevances	(114 779)	(30 214)
Coûts de production	(146 951)	(112 303)
Revenu net de production	460 472	146 846
Intérêts et autres produits	18 096	17 044
	<u>478 568</u>	<u>163 890</u>
<b>Charges</b>		
Frais généraux et d'administration	318 818	120 042
Épuisement et amortissement	409 390	206 381
	<u>728 208</u>	<u>326 423</u>
Perte nette	(249 640)	(162 533)
Déficit au début de l'exercice	(162 533)	-
Déficit à la fin de l'exercice	<u>(412 173) \$</u>	<u>(162 533) \$</u>
<b>Perte par action</b>		
De base	<u>(0,09) \$</u>	<u>(0,07) \$</u>

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.



## STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION

## ÉTAT DE L'ÉVOLUTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE

**Alma Oil & Gas Ltd.**  
**Consolidated Statement of**  
**Changes in Financial Position**

YEAR ENDED DECEMBER 31	1996	1995
<b>Cash derived from (applied to)</b>		
<b>Operating</b>		
Net loss	\$ (249,640)	\$ (162,533)
Depletion and depreciation	409,390	206,381
Cash from operations	159,750	43,848
Change in non-cash operating working capital	377,133	(158,271)
	<u>536,883</u>	<u>(114,423)</u>
<b>Financing</b>		
Issue of shares, net of issue costs	978,658	1,089,903
Issue of warrants	35,040	-
Issue of shares on acquisition of subsidiary	1,600,359	-
	<u>2,614,057</u>	<u>1,089,903</u>
<b>Investing</b>		
Additions to property and equipment	(3,491,464)	(1,155,817)
<b>Net decrease in cash</b>	<u>(340,524)</u>	<u>(180,337)</u>
<b>Cash, beginning of year</b>	<u>377,689</u>	<u>558,026</u>
<b>Cash, end of year</b>	<u>\$ 37,165</u>	<u>\$ 377,689</u>
<b>Cash, end of year consists of:</b>		
Cash	\$ 662,165	\$ 377,689
Bank Indebtedness	(625,000)	-
	<u>\$ 37,165</u>	<u>\$ 377,689</u>

See accompanying notes to the financial statements

**Alma Oil & Gas Ltd.**  
**État de l'évolution de la situation**  
**financière consolidé**

EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE	1996	1995
<b>Liquidités générées (utilisées)</b>		
<b>Exploitation</b>		
Perte nette	(249 640) \$	(162 533) \$
Épuisement et amortissement	409 390	206 381
Fonds autogénérés	159 750	43 848
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement d'exploitation	377 133	(158 271)
	<u>536 883</u>	<u>(114 423)</u>
<b>Financement</b>		
Émission d'actions, déduction faite des frais d'émission	978 658	1 089 903
Émission de bons de souscription	35 040	-
Émission d'actions relative à l'acquisition de la filiale	1 600 359	-
	<u>2 614 057</u>	<u>1 089 903</u>
<b>Investissement</b>		
Acquisition de propriété et d'équipement	(3 491 464)	(1 155 817)
<b>Diminution nette de la trésorerie</b>	<u>(340 524)</u>	<u>(180 337)</u>
<b>Trésorerie, au début de l'exercice</b>	<u>377 689</u>	<u>558 026</u>
<b>Trésorerie, à la fin de l'exercice</b>	<u>37 165 \$</u>	<u>377 689 \$</u>
<b>La trésorerie, à la fin de l'exercice, se compose de :</b>		
Liquidités	662 165 \$	377 689 \$
Emprunt bancaire	(625 000)	-
	<u>37 165 \$</u>	<u>377 689 \$</u>

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

**1. Nature of operations**

The Company is engaged in the exploration for and production of petroleum and natural gas in Western Canada. The Company was incorporated in August, 1994 pursuant to the Alberta Business Corporation Act. Commercial production was achieved in February, 1995.

**2. Principles of consolidation**

These financial statements include the accounts of the Company and its wholly owned subsidiary, Callisto Resources Ltd.

**3. Business combination**

Effective December 31, 1996, the Company acquired all of the issued and outstanding shares of Callisto Resources Ltd. ("Callisto"). As part of the agreement, Callisto amalgamated with 711960 Alberta Ltd., a wholly owned subsidiary of Alma Oil & Gas Ltd. ("Alma"). The combining companies were amalgamated pursuant to the provisions of the Alberta Business Corporations Act. As consideration, Alma issued 1,633,019 Class A common shares on the basis of one Alma share for six Callisto shares.

The acquisition of Callisto is accounted by the purchase method. Details of the acquisition are noted below:

Petroleum and natural gas properties	\$ 1,569,617
Increase to fair value	833,261
	<u>2,402,878</u>
Working capital deficiency, excluding debt	(66,480)
Site restoration and abandonments	(93,000)
	<u>2,243,398</u>
Debt	(643,039)
Consideration, 1,633,019 Class A shares	<u>\$ 1,600,359</u>

The purchase price exceeded the book value of the net assets acquired by \$833,261. This excess has been allocated to property and equipment and is amortized over the economic life of the assets.

The results of operations of Callisto will be reflected in the consolidated statements from the date of acquisition of December 31, 1996.

**4. Summary of significant accounting policies**

These financial statements have been prepared in accordance with generally accepted accounting principles, and reflect the following policies:

**a) Petroleum and natural gas properties****i) Capitalized costs**

The Company follows the full cost method of accounting for its petroleum and natural gas operations. Under this method all costs related to the exploration for and development of petroleum and natural gas reserves are

**1. Nature des activités**

Les activités de la Société consistent à faire l'exploitation et la production de pétrole et de gaz naturel dans l'Ouest canadien. La Société a été constituée en août 1994 en vertu de la loi intitulée Alberta Business Corporation Act. La Société a atteint le stade de la production commerciale en février 1995.

**2. Périmètre de consolidation**

Les états financiers comprennent les comptes de la Société et ceux de sa filiale en propriété exclusive, Callisto Resources Ltd.

**3. Regroupement d'entreprises**

Le 31 décembre 1996, la Société a fait l'acquisition de toutes les actions émises et en circulation de Callisto Resources Ltd. (Callisto). Dans le cadre de cette entente, Callisto s'est fusionnée avec 711960 Alberta Ltd., une filiale en propriété exclusive de Alma Oil & Gas Ltd. (Alma). Les sociétés regroupées ont été fusionnées conformément aux dispositions de la Alberta Business Corporation Act. En contrepartie, Alma a émis 1 633 019 actions ordinaires de catégorie A, sur la base de une action de Alma pour six actions de Callisto.

L'acquisition de Callisto a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple.

Les détails de l'acquisition sont les suivants :

Propriétés pétrolières et gazières	1 569 617 \$
Augmentation à la juste valeur	833 261
	<u>2 402 878</u>
Insuffisance du fonds de roulement en excluant la dette	(66 480)
Restauration et abandon des lieux	(93 000)
	<u>2 243 398</u>
Dette	(643 039)
Contrepartie de 1 633 019 actions de catégorie A	<u>1 600 359 \$</u>

Le prix d'achat excédait la valeur comptable de l'actif net acquis de 833 261 \$. L'excédent a été imputé au poste Propriété et équipement et est amorti sur la durée de vie économique de l'actif.

Les résultats d'exploitation de Callisto seront reflétés dans les états consolidés à partir de la date d'acquisition, soit le 31 décembre 1996.

**4. Sommaire des principales conventions comptables**

Les états financiers ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus et reflètent les conventions suivantes :

**a) Propriétés pétrolières et gazières****i) Coûts capitalisés**

La Société suit la méthode de capitalisation du coût entier pour les activités pétrolières et gazières. Selon cette méthode, tous les coûts relatifs à l'exploration et à la mise en valeur des réserves pétrolières et gazières sont capitalisés. Les coûts incluent les frais d'acquisition des contrats de location, les frais géologiques et géophysiques et les coûts de forage de puits productifs et non productifs, moins les avantages fiscaux estimatifs transférés



#### 4. Summary of significant accounting policies (Continued)

capitalized. Costs include lease acquisition costs, geological and geophysical expenses and costs of drilling both productive and non-productive wells, less estimated tax benefits transferred to shareholders pursuant to flow-through share issues.

Proceeds from the sale of properties are applied against capitalized costs, without any gain or loss being realized, unless such sale would significantly alter the rate of depletion and depreciation.

##### ii) Depletion and depreciation

Depletion of exploration and development costs and depreciation of production equipment is provided using the unit-of-production method based upon estimated proven petroleum and natural gas reserves. The costs of significant unevaluated properties are excluded from costs subject to depletion. For depletion and depreciation purposes, relative volumes of petroleum and natural gas production and reserves are converted at the energy equivalent conversion rate of six thousand cubic feet of natural gas to one barrel of crude oil.

##### iii) Ceiling test

In applying the full cost method, the Company calculates a ceiling test whereby the carrying value of petroleum and natural gas properties and production equipment, net of recorded deferred income taxes and the accumulated provision for site restoration and abandonment costs, is compared annually to an estimate of future net cash flow from the production of proven reserves. Net cash flow is estimated using year end prices, less estimated future general and administrative expenses, financing costs and income taxes. Should this comparison indicate an excess carrying value, the excess is charged against earnings as additional depletion and depreciation.

#### b) Future site restoration and abandonment costs

Estimated future costs relating to site restoration and abandonments are provided for over the life of proved reserves on a unit-of-production basis. Costs are estimated, net of expected recoveries based upon current legislation, costs, technology and industry standards. The annual provision is recorded as additional depletion and depreciation. The accumulated provision is reflected as a non-current liability and actual expenditures are charged against the accumulated provision when incurred.

#### c) Joint operations

Substantially all petroleum and natural gas activities are conducted jointly with others. These financial statements reflect only the Company's proportionate interest in such activities.

#### 4. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

aux actionnaires à la suite d'émissions d'actions accréditives. Les produits provenant de la cession de propriétés sont portés en réduction des coûts capitalisés, sans réaliser aucun gain ni aucune perte, à moins qu'une telle cession ne modifie sensiblement le taux d'épuisement et d'amortissement.

##### ii) Épuisement et amortissement

L'épuisement des coûts relatifs à l'exploration et à la mise en valeur et l'amortissement de l'équipement de production se font selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement calculé à partir des réserves pétrolières et gazières prouvées estimatives. Le coût des propriétés importantes non évaluées est exclu des coûts sujets à l'épuisement. Aux fins de l'épuisement et de l'amortissement, les volumes relatifs de production de pétrole et de gaz naturel et les réserves sont convertis au taux de conversion de l'équivalent énergétique de six mille pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole brut.

##### iii) Plafonnement du coût entier

Pour l'application de la méthode de capitalisation du coût entier, la Société détermine le plafonnement du coût entier. Pour ce faire, elle compare annuellement la valeur comptable des propriétés pétrolières et gazières et de l'équipement de production, déduction faite des impôts sur le revenu reportés y afférents et de la provision cumulée pour frais de restauration et d'abandon des lieux au montant estimatif des flux monétaires futurs nets provenant de la production des réserves prouvées. Le flux monétaire net est calculé à partir des prix de fin d'exercice, moins le montant estimatif futur des frais généraux et d'administration, des frais de financement et des impôts sur le revenu. Si cette comparaison indique qu'il existe un excédent de valeur comptable, cet excédent est porté en réduction des résultats à titre d'épuisement et d'amortissement supplémentaires.

#### b) Frais futurs de restauration et d'abandon des lieux

La provision estimée pour les frais futurs de restauration et d'abandon des lieux est établie sur la durée de vie des réserves prouvées selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement. Le montant des coûts est estimé, déduction faite des montants recouvrables prévus calculés selon les dispositions législatives en vigueur, les coûts et les normes technologiques et de l'industrie. La provision annuelle est comptabilisée à titre d'épuisement et d'amortissement supplémentaires. La provision cumulée est comptabilisée à titre de passif à long terme et les dépenses réelles sont imputées à la provision cumulée lorsqu'elles sont engagées.

#### c) Activités sous contrôle conjoint

La quasi-totalité des activités pétrolières et gazières de la Société sont réalisées sous contrôle conjoint avec d'autres coentreprises. Ces états financiers ne reflètent que la quote-part de la Société de ces activités.

## 4. Summary of significant accounting policies (Continued)

## d) Flow-through common shares

Resource expenditure deductions for income tax purposes related to exploration and development activities funded by flow-through share arrangements are renounced to investors in accordance with income tax legislation. Petroleum and natural gas properties and share capital are reduced by the estimated tax benefits transferred to shareholders when the expenditures are incurred.

## e) Loss per share

Loss per common share is calculated based upon the weighted average number of common shares outstanding during the year. The exercise of options and warrants referred to in Note 8(c) is non-dilutive.

	1996	1995
Petroleum and natural gas properties	\$5,201,347	\$1,203,440
Tax benefits transferred to shareholders	(1,112,835)	(503,700)
	4,088,512	699,740
Accumulated depletion	(1,023,705)	(182,470)
	3,064,807	517,270
Production equipment	601,567	73,877
Office equipment	23,636	-
Accumulated depreciation	(217,575)	(19,711)
	407,628	54,166
	<u>\$3,472,435</u>	<u>\$571,436</u>

Petroleum and natural gas properties include capitalized general and administrative expenses of \$70,250 (1995 - Nil).

The Company has financed a portion of its exploration and development activities through the issue of flow-through shares. As a result, petroleum and natural gas properties with a cost of \$2,533,380 (1995 - \$1,155,000) have no cost basis for income tax purposes and are carried net of the estimated tax benefits transferred to shareholders.

## 6. Bank indebtedness

The revolving demand loan bears interest at the bank prime rate plus 1.25% and is secured by a \$1,000,000 first fixed and floating charge debenture covering all assets of the Company, a general assignment of accounts receivable and registered assignments under Section 426 of the Bank Act over specific producing oil and gas properties.

## 7. Future site restoration and abandonment costs

At December 31, 1996, the total future costs of well abandonments and site restorations, net of expected recoveries, are estimated to aggregate approximately \$308,000 (1995 - \$12,000).

## 4. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

## d) Actions ordinaires accréditives

Conformément aux dispositions de la Loi de l'impôt sur le revenu, la Société renonce, en faveur des investisseurs, aux déductions fiscales pour frais relatifs à des ressources accordées à l'égard des activités d'exploration et de mise en valeur dont le financement provient d'actions accréditives. Les propriétés pétrolières et gazières et le capital-actions sont réduits du montant estimatif des avantages fiscaux transférés aux actionnaires lorsque les dépenses sont engagées.

## e) Perte par action

La perte par action est calculée à partir du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation durant l'exercice. La levée des options d'achat d'actions et des bons de souscription à des actions mentionnées à la note 8 c) n'a pas d'effet de dilution.

## 5) Propriété et équipement

	1996	1995
Propriétés pétrolières et gazières	5 201 347 \$	1 203 440 \$
Avantages fiscaux transférés aux actionnaires	(1 112 835)	(503 700)
	4 088 512	699 740
Épuisement cumulé	(1 023 705)	(182 470)
	3 064 807	517 270
Équipement de production	601 567	73 877
Équipement de bureau	23 636	-
Amortissement cumulé	(217 575)	(19 711)
	407 628	54 166
	<u>3 472 435 \$</u>	<u>571 436 \$</u>

Les propriétés pétrolières et gazières comprennent des frais généraux et d'administration capitalisés de 70 250 \$ (1995 - néant).

La Société a financé une partie de ses activités d'exploration et de mise en valeur par voie d'émission d'actions accréditives. En conséquence, les propriétés pétrolières et gazières d'un coût de 2 533 380 \$ (1995 - 1 155 000 \$) n'ont aucun prix de base aux fins fiscales et sont comptabilisées déduction faite du montant estimatif des avantages fiscaux transférés aux actionnaires.

## 6. Emprunt bancaire

L'emprunt renouvelable à vue porte intérêt au taux préférentiel plus 1,25 % et est garanti par une obligation de premier rang de 1 000 000 \$ à charge fixe et flottante couvrant tous les éléments d'actif de la Société, une mobilisation générale des comptes clients et des mobilisations enregistrées en vertu de l'article 426 de la Loi sur les banques relativement aux propriétés productrices de pétrole et de gaz naturel.

## 7. Provision pour frais de restauration et d'abandon des lieux

Au 31 décembre 1996, le montant total pour frais futurs d'abandon des puits et de restauration des lieux, déduction faite des recouvrements prévus, est estimé à environ 308 000 \$ (1995 - 12 000 \$).

**8. Capital stock****a) Authorized:**

Unlimited number of preferred shares

Unlimited number of Class A voting shares

Unlimited number of Class B non-voting shares

**b) Issued:**

	1996		1995	
	Number of Shares	Stated Value	Number of Shares	Stated Value
<b>Class A shares</b>				
Beginning of year	1,664,500	\$ 300,507	1,009,000	\$ 178,987
Issued pursuant to:				
Private placement	1,812,500	942,500	-	-
Exercise of options	78,000	28,340	-	-
Exercise of warrants	1,000	1,250	-	-
Flow through private placements	24,500	25,480	-	-
Amalgamation	1,633,019	1,600,359	-	-
Public offering	-	-	367,000	73,400
Exercise of founders warrants	-	-	288,500	57,700
Tax benefits renounced	-	(11,364)	-	-
	<u>5,213,519</u>	<u>2,887,072</u>	<u>1,664,500</u>	<u>310,087</u>
Less share issue costs	-	(18,912)	-	(9,580)
	<u>5,213,519</u>	<u>2,868,160</u>	<u>1,664,500</u>	<u>300,507</u>
<b>Class B shares</b>				
Beginning of year	1,576,800	781,566	522,200	267,883
Issued pursuant to:				
Initial public offering	-	-	394,000	394,000
Public offering	-	-	660,600	660,600
Tax benefits renounced	-	(186,711)	-	(454,700)
	<u>1,576,800</u>	<u>594,855</u>	<u>1,576,800</u>	<u>867,783</u>
Less share issue costs	-	-	-	(86,217)
	<u>1,576,800</u>	<u>594,855</u>	<u>1,576,800</u>	<u>781,566</u>
<b>Warrants</b>				
Issued pursuant to private placement	-	35,040	-	-
	<u>6,790,319</u>	<u>\$3,498,055</u>	<u>3,241,300</u>	<u>\$1,082,073</u>

**8. Capital-actions**a) **Autorisé :** Nombre illimité d'actions privilégiées; Nombre illimité d'actions de catégorie A avec droit de vote; Nombre illimité d'actions de catégorie B sans droit de vote**b) Émis**

	1996		1995	
	Nombre d'actions	Valeur déclarée	Nombre d'actions	Valeur déclarée
<b>Actions de catégorie A</b>				
Solde au début de l'exercice	1 664 500	300 507 \$	1 009 000	178 987 \$
Émission d'actions :				
Placement privé	1 812 500	942 500	-	-
Exercice d'options d'achat	78 000	28 340	-	-
Exercice de bons de souscription	1 000	1 250	-	-
Placements privés d'actions accréditives	24 500	25 480	-	-
À la suite d'une fusion	1 633 019	1 600 359	-	-
Appel public à l'épargne	-	-	367 000	73 400
À la suite de l'exercice de bons de souscription des fondateurs	-	-	288 500	57 700
Avantages fiscaux auxquels on a renoncé	-	(11 364)	-	-
5 213 519	<u>2 887 072</u>	<u>1 664 500</u>	<u>310 087</u>	
Moins frais d'émission d'actions	-	(18 912)	-	(9 580)
5 213 519	<u>2 868 160</u>	<u>1 664 500</u>	<u>300 507</u>	
<b>Actions de catégorie B</b>				
Solde au début de l'exercice	1 576 800	781 566	522 200	267 883
Émission d'actions :				
Premier appel public à l'épargne	-	-	394 000	394 000
Appel public à l'épargne	-	-	660 600	660 600
Avantages fiscaux auxquels on a renoncé	-	(186 711)	-	(454 700)
1 576 800	<u>594 855</u>	<u>1 576 800</u>	<u>867 783</u>	
Moins frais d'émission d'actions	-	-	-	(86 217)
1 576 800	<u>594 855</u>	<u>1 576 800</u>	<u>781 566</u>	
<b>Bons de souscription</b>				
Émis à la suite d'un placement privé	-	35 040	-	-
	<u>6 790 319</u>	<u>3 498 055 \$</u>	<u>3 241 300</u>	<u>1 082 073 \$</u>



### 8. Capital stock (continued)

During the year, pursuant to a private placement 350,400 warrants were issued at a price of \$0.10 per warrant for proceeds of \$35,040. These warrants entitled the holder to acquire one Class A share of the Company at an exercise price of \$1.25 per share until December 15, 1996. As at December 15, 1996, 1,000 warrants were exercised for proceeds of \$1,250. The remaining warrants expired prior to year end.

Share capital has been reduced by the estimated tax benefits on resource expenditures incurred and renounced to shareholders pursuant to flow-through share issues.

#### c) Outstanding:

The Company has allocated common shares for issue pursuant to share option agreements. At December 31, 1996 options for 245,248 shares were outstanding with exercise prices ranging from \$0.20 to \$0.72 per share and expiration dates during 2000 and 2001. (December 31, 1995 - 148,000 shares with an exercise price of \$0.20 expiring in 2000).

### 9. Available tax deductions

The Company has incurred a loss for income tax purposes of approximately \$197,600 (1995 - \$26,000) the related benefit of which has not been recorded in the accounts. Unless sufficient taxable income is earned, these losses will commence expiring in 2002.

The Company has available the following approximate amounts which may be deducted in determining taxable income of future years. The amounts are deductible at the annual rates indicated:

	Rate	1996	1995
Canadian exploration expense	100%	\$ 620,300	\$ 6,000
Canadian oil and gas property expense	10%	\$ 689,700	\$ 42,000
Undepreciated capital cost	25%	\$ 608,200	\$ 74,000
Share issue costs	20%	\$ 219,400	\$ 259,000

### 10. Related party transactions

The Company is charged \$6,000 (1995 - \$3,667) per month for management, rental and administrative fees provided by corporations, the shareholders of which are directors and shareholders of the Company.

### 11. Subsequent event

Subsequent to December 31, 1996, the Company secured two demand credit facilities with a Canadian chartered bank. The credit facilities are for a maximum amount of \$1,000,000 each. The first credit facility bears interest at the bank's prime rate plus 1% and the second credit facility, bears interest at the bank's prime rate plus 1.25%. In addition, a treasury risk line was also secured with the same Canadian chartered bank for a maximum amount of \$500,000, with a maximum term of 48 months. All three credit facilities are secured by a registered \$2,500,000 first fixed and floating charge debenture over all assets.

### 8. Capital-actions (suite)

Pendant l'année, en vertu d'un placement privé, 350 400 bons de souscription ont été émis au prix de 0,10 \$ chacun pour un montant total de 35 040 \$. Chaque bon de souscription confère au porteur le droit d'acquies une action de catégorie A de la Société au prix de 1,25 \$ par action jusqu'au 15 décembre 1996. En date du 15 décembre 1996, on avait exercé 1 000 bons de souscription pour un montant total de 1 250 \$. Les bons de souscription restants ont échu avant la fin de l'année.

Le capital-actions a été réduit du montant représentant les avantages fiscaux estimatifs sur les frais engagés relativement aux ressources, qui ont été transférés aux actionnaires à la suite des émissions d'actions accréditives.

#### c) Actions en circulation

La Société a réparti des actions ordinaires en vue d'une émission à l'exercice d'options d'achat d'actions. Au 31 décembre 1996, des options pour 245 248 actions étaient en circulation avec des prix d'exercice variant de 0,20 \$ à 0,72 \$ par action et des dates d'échéance de 2000 et 2001. (31 décembre 1995 - 148 000 actions à un prix d'exercice de 0,20 \$ échéant en 2000.)

### 9. Déductions fiscales disponibles

La Société a encouru une perte fiscale d'environ 197 600 \$ (1995 - 26 000 \$) dont l'avantage fiscal n'a pas été comptabilisé. À moins d'avoir un revenu fiscal suffisant, la perte viendra à échéance en 2002.

La Société dispose des montants approximatifs suivants qui pourraient être déduits dans le calcul du revenu imposable des exercices futurs. Les montants sont déductibles aux taux annuels indiqués :

	Taux	1996	1995
Frais relatifs à l'exploration canadienne	100 %	620 300 \$	6 000 \$
Frais relatifs aux propriétés pétrolières et gazières canadiennes	10 %	689 700 \$	42 000 \$
Fraction non amortie du coût en capital	25 %	608 200 \$	74 000 \$
Frais d'émission d'actions	20 %	219 400 \$	259 000 \$

### 10. Opérations entre apparentés

La Société verse 6 000 \$ par mois (1995 - 3 667 \$) à titre de frais de gestion, de location et d'administration à des Sociétés dont les actionnaires sont des administrateurs et actionnaires de la Société.

### 11. Événement postérieur à la date du bilan

Subséquemment au 31 décembre 1996, la société a garanti deux facilités de crédit à vue auprès d'une banque à charte canadienne. Ces facilités de crédit comportent un maximum de 1 000 000 \$ chacune. La facilité de crédit de premier rang porte intérêt au taux préférentiel de la banque plus 1 % et la deuxième porte intérêt au taux préférentiel de la banque plus 1,25 %. De plus, une ligne de crédit à risque du Trésor a également été garantie auprès de la même banque à charte canadienne pour une somme maximale de 500 000 \$ et une durée maximale de 48 mois. Les trois facilités de crédit sont garanties par une obligation de premier rang à charge fixe et flottante enregistrée de 2 500 000 \$ sur la totalité de l'actif.



**Corporate Information /  
Information Corporeative :**

**OFFICES / BUREAUX :**

Suite 610, 435 - 4th Avenue SW  
Calgary, Alberta T2P 3X8  
Telephone: (403) 265-8100  
Facsimile: (403) 263-1723

1800 McGill College, Suite 1900  
Montréal, Québec H3A 3J6  
Téléphone: (514) 286-0068  
Télécopieur: (514) 286-9345

**Board of Directors / Conseil  
d'administration :**

Kenneth A. Shewan	Calgary, Alberta
John R. Moore	Calgary, Alberta
Mark Armanious	Calgary, Alberta
Richard Pouliot	Montreal, Quebec
Richard Gauthier	Montreal, Quebec
Le Hong Truong	
Thi-Nguyen	Montreal, Quebec
Gerald F. DeNotto	Buffalo Grove, Illinois
Lawrence A. Lagowski	Buffalo Grove, Illinois

**Listing / Inscription à la Bourse :**

Alberta Stock Exchange - Symbol(e) AGLA

**Share Capitalization / Capital-actions :**

**AUTHORIZED / AUTORISE :**

Class A Common Voting - Unlimited  
Actions ordinaires de catégorie A avec  
droit de vote - Nombre illimité  
Class B Common Non-voting - Unlimited  
Actions ordinaires de catégorie B sans  
droit de vote - Nombre illimité  
Preferred - Unlimited / Actions privilégiées

**Issued and Outstanding as of  
January 2, 1997 / Émises et en  
circulation le 2 janvier 1997 :**

Class A / catégorie A - 5,213,519  
Class B / catégorie B - 1,576,800

**Registrar / Agent comptable  
des registres :**

The R-M Trust Company  
Montréal, Québec

**Legal Counsel / Conseillers juridiques :**

Burstall Ward  
Suite 3100, 324 - 8th Avenue SW  
Calgary, Alberta T2P 2Z2

**Auditors / Verificateurs :**

Doane Raymond  
Suite 1900, 500 - 4th Avenue SW  
Calgary, Alberta T2P 2V6

**Bank / Banque :**

National Bank  
401 - 8th Avenue SW  
Calgary, Alberta

**Officers / Administrateurs :**

Richard Pouliot  
Kenneth A. Shewan, P. Eng.  
Mark Armanious, P. Geol.  
Lloyd S. Manz  
V. Freeman Maxwell, P. Eng.

**Chairman / Président du Conseil**

President / Président

V.P. Corporate Development / V.P. Expansion de l'entreprise

V.P. Exploration / V.P. Exploration

V.P. Production / V.P. Production



